

Estudio de la densidad y viscosidad líquida de mezclas de crudos pesados en diferentes disolventes

Eustaquio-Rincón Rafael¹, Hernández-Galván Miguel Ángel^{2*}, Ortega Sánchez Aldo Jair²

¹Laboratorio de Termodinámica, Programa de Ingeniería Molecular, Instituto Mexicano del Petróleo. Eje central Lázaro Cárdenas 152, 07730 México.

²Universidad Autónoma Metropolitana, Departamento de Energía. Av. San Pablo No. 180, Azcapotzalco, Ciudad de México, C.P. 02200. México.

*Autor para correspondencia: mnhg@azc.uam.mx

Recibido:

28/feb/2020

Aceptado:

29/octubre/2020

Palabras clave:

Viscosidad,
crudo,
°API

Keywords:

Viscosity,
oil,
°API

RESUMEN

Una de las problemáticas que se presenta en la exploración, transporte y procesamiento de petróleo, es la viscosidad de los crudos. El objetivo del presente trabajo es evaluar la eficiencia de cuatro disolventes reductores de viscosidad aplicados a tres diferentes tipos de crudos mexicanos del tipo pesado, extrapesado y correlacionar los valores de viscosidad de estos crudos mexicanos, el valor de la gravedad API de estos crudos se encuentra en el intervalo de 7.7 a 11.2°API. En este trabajo, se probaron siete diferentes ecuaciones reportadas en la literatura para correlacionar la viscosidad en función de los grados API, obteniendo una desviación absoluta promedio del orden del 80% a las diferentes condiciones de temperatura y concentración de diferentes disolventes, por lo que se decidió proponer una ecuación polinomial que permita correlacionar adecuadamente la viscosidad obteniendo desviaciones de aproximadamente 10% de error, lo que representa un buen resultado.

ABSTRACT

One of the problems that occurs in oil exploration, transportation and processing is the viscosity of crude oil. The work objective is to evaluate the efficacy of four viscosity-reducing solvents applied to three oils of heavy, extra-heavy Mexican oils and to correlate the viscosity of these oils, the value of the °API of oils is found in the range of 7.7 to 11.2 °API. In this work, seven different equations reported in the literature were tested to correlate the viscosity as a function of the °API, obtaining an average absolute deviation of 80% at different temperatures and concentrations of solvents and it was proposed a polynomial equation to allow correlate the viscosity, obtaining deviations approximately 10% error, which represents a good result.

Introducción

En México, Petróleos Mexicanos (PEMEX) es la compañía paraestatal que se encarga de la explotación de petróleo y gas en el territorio nacional. PEMEX ha sido factor importante para el desarrollo económico y social de México, al 2006, sus ventas equivalen al 10% del Producto Interno Bruto (PIB) y contribuye, aproximadamente, con 37% de los ingresos del sector público del país.

México es poseedor de yacimientos de petróleo de los más densos y viscosos, por ello, el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) ha enfocado sus esfuerzos de investigación en la búsqueda de las soluciones que requiere PEMEX para la explotación, transporte y procesamiento de esos crudos. Los tipos de crudo producido en México son; crudo extrapesado, crudo pesado, crudo ligero y crudo superligero, donde el crudo pesado es el de mayor producción alcanzando un máximo de dos millones cuatrocientos cincuenta y ocho mil barriles diarios en el año 2004, y que ha venido disminuyendo hasta un millón setecientos mil barriles diarios en 2019 (informa anual PEMEX 2019).

Tres de los cuatro disolventes utilizados, son moléculas modelo, ya que lo que se pretende es determinar la disminución de densidad y viscosidad dinámica por el efecto del tamaño y forma molecular del disolvente. Lo anterior facilitará la elección de disolventes para futuras investigaciones (Rangel y Eustaquio, 2012).

Por otra parte, los condensados son una mezcla de hidrocarburos ligeros y semiligeros, en el intervalo de metano a n-decano, conteniendo principalmente n-heptano y n-octano, 43 y 19%, respectivamente (Rangel y Eustaquio, 2012). Los condensados se obtienen en grandes cantidades principalmente en el procesamiento del gas y es comercializado y reutilizado en otros procesos. El estudiar el comportamiento de la densidad y viscosidad de crudos mexicanos mezclados con los condensados como reductores de viscosidad tiene un potencial atractivo, desde un punto de vista económico, y que técnicamente sería superior a otras tecnologías que ya existen en el mercado mundial, pero que no son totalmente satisfactorias.

Debido a la dificultad de fluir de los crudos pesados, se requiere de maquinaria y de bombas con mayor potencia, así como de ductos que resistan los esfuerzos generados para evitar rompimientos o fugas en los mismos y es entonces cuando surge la necesidad de contar con información confiable para la toma de decisiones, ya que al disminuir la viscosidad de los crudos se favorece su transporte y producción.

Los tipos de crudo producido en México son; crudo extrapesado, crudo pesado, crudo ligero y crudo superligero. Donde el crudo pesado es el de mayor producción alcanzando un máximo de dos millones cuatrocientos cincuenta y ocho mil barriles diarios en el año 2004, y que ha venido disminuyendo. En este trabajo tiene como objetivo evaluar la eficiencia de cuatro disolventes reductores de viscosidad aplicados a tres diferentes tipos de crudos mexicanos y comparar los resultados experimentales con los resultados calculados a partir de algunas correlaciones para la predicción de la viscosidad. Estos resultados permitirán ofrecer soluciones a Petróleos Mexicanos (Pemex), para mejorar su fluidez de los crudos extrapesados y pesados que actualmente se extrae.

Metodología

El equipo utilizado en este trabajo para la determinación de la densidad y viscosidad dinámica de petróleo crudo y sus mezclas con disolventes reductores de viscosidad a presión atmosférica, fue un viscosímetro de la compañía Anton Paar, modelo SVM 3000 Stabinger.

El viscosímetro SVM 3000 (Figur) mide la viscosidad dinámica y la densidad de aceites y combustibles según la norma ASTM D7042, que ofrece un método que cubre y especifica un procedimiento para la medición simultánea tanto de la viscosidad dinámica, viscosidad cinemática y la densidad de productos de petróleo líquidos y aceites crudos, tanto transparentes y opacos.

Mediante el principio de medición Stabinger con el termostato Peltier, es posible medir la viscosidad y la densidad en un amplio rango de temperatura con bajo consumo de muestra y de disolventes para su limpieza.

En cuanto a las especificaciones del SVM 3000, opera a presión atmosférica. El volumen mínimo de muestra que requiere el equipo es de 2.5mL y el consumo del agente de limpieza va de los 2.5mL a los 10mL. El intervalo de medición para la viscosidad dinámica va de 0.2 a 20,000.00 mPa s, y para la densidad se tiene un intervalo de 0.65 a 3 g/cm³. La medición de viscosidad y densidad pueden ser efectuadas en un intervalo de temperatura que va de los 15 a los 105°C con una incertidumbre de $\pm 0.005^\circ\text{C}$.

La repetibilidad y reproducibilidad para el SVM 3000 indica lo siguiente:

La repetibilidad que se refiere a la diferencia entre resultados sucesivos obtenidos por el mismo operador en el mismo laboratorio, con el mismo aparato en condiciones de funcionamiento constantes y con la misma muestra. El equipo ofrece una repetibilidad menor a 1% para mediciones de viscosidad y para

mediciones de densidad la repetibilidad es de 0.0005g/cm^3 . La reproducibilidad que ofrece el equipo y que se define como la diferencia entre resultados individuales e independientes obtenidos por distintos operadores en laboratorios diferentes, utilizando una muestra generalmente idéntica y con un funcionamiento normal y correcto del equipo se tendrá una reproducibilidad menor a 5% para mediciones de viscosidad y para mediciones de densidad la reproducibilidad no será mayor a 0.0020g/cm^3 , ver figura 1.



Figura 1.. Viscosímetro SVM 3000 STABINGER.

Principio del viscosímetro

La medición con viscosímetros de rotación está basada en una medición de torque y de revolución. En el interior del SVM 3000, un imán en rotación crea un campo de corriente inducida con un momento de frenado exacto en dependencia de la revolución. La medición con la más alta resolución de la corriente inducida del torque, así como la termostatación integrada según Peltier, crean una precisión incomparable. La resolución del torque es de un valor insuperado de 50 pico-Nm. Esto posibilita una celda de medición muy compacta.

La pequeñísima celda de medición tiene un tubo en rotación con régimen constante, llenado con la muestra. A su vez, en la muestra flota el rotor de medición (con el imán integrado), que por su baja densidad es centrado por la fuerza centrífuga. El rotor flota libremente y no precisa ningún cojinete. La falta de cojinete significa la ausencia de fricción. Por lo tanto, el aparato además de ser insensible a sacudidas, permite que la cantidad diminuta de muestra pueda cambiar rápidamente de temperatura (Peltier) y posibilita un tiempo de adaptación muy bajo, ver figura 2.

Al poco tiempo de iniciar la medición, el rotor alcanza un régimen estable, que es determinado por el equilibrio entre el efecto de frenado de la corriente inducida y las fuerzas propulsoras de cizallamiento de la prueba. Con el régimen del rotor se calcula la viscosidad dinámica.

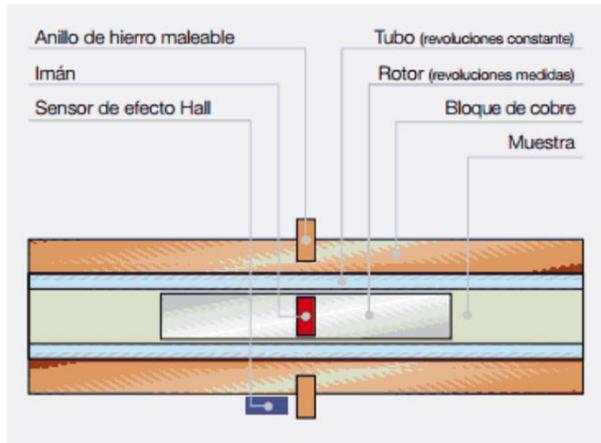


Figura 2. Celda de viscosidad (viscosímetro SVM 3000).

Para poder calcular la viscosidad cinemática basada en la viscosidad dinámica, debe ser conocida la densidad de la muestra. Este es el motivo por el que el SVM 3000 está equipado con una celda de medición de densidad, según el conocido principio de oscilación del tubo en "U" (Figur3).



Figura 3. Vista 3D, de celdas de densidad y viscosidad (viscosímetro SVM 3000).

Procedimiento experimental

El Laboratorio de Propiedades Termofísicas del Instituto Mexicano del Petróleo cuenta con diferentes muestras de petróleo crudo de distintos pozos petroleros. Las muestras estuvieron contenidas en recipientes de un litro, herméticamente sellados a presión atmosférica y a temperatura del laboratorio que en promedio es de 20°C . Para este trabajo se analizaron seis muestras de petróleo crudo.

Las muestras estudiadas fueron almacenadas en un frasco de vidrio color ámbar con volumen aproximadamente de 50ml y sellado herméticamente con la tapa del frasco para evitar evaporación de la mezcla. A continuación, se detalla cómo fueron preparadas las muestras analizadas en esta investigación.

El peso de cada muestra fue de 30 gramos, y las concentraciones estudiadas fueron de 0, 5, 10, 15 y 20% masa de disolvente el resto fue petróleo crudo. Las mezclas fueron preparadas según la tabla 1, donde se observa que la mezcla de petróleo crudo con 0% masa disolvente tiene precisamente 30 gramos de petróleo crudo y cero gramos de disolvente. El tipo de mezcla con concentración de disolvente a 5% masa, contiene 1.5 gramos de disolvente y 28.5 gramos de petróleo crudo, sumando 30 gramos en total, y así respectivamente para cada una de las concentraciones.

Tabla 1. Tipos de mezclas.

Concentración de disolvente (%masa)	Gramos de disolvente	Gramos de petróleo crudo	Peso total de la muestra
0	0	30	30
5	1.5	28.5	30
10	3	27	30
15	4.5	25.5	30
20	6	24	30

Entonces un disolvente apareció en cuatro muestras a diferente concentración masa para cada crudo. Los cuatro disolventes estudiados fueron, escualano, escualeno, tolueno y condensados, por lo tanto se tuvieron 17 muestras por cada crudo estudiado según la tabla 2, que muestra, como el crudo 1 fue mezclado por separado con los disolventes; escualano, escualeno, tolueno y condensados, respectivamente, en las concentraciones de 5, 10, 15 y 20% masa.

Se preparó una sola muestra de crudo con 0% masa de disolvente.

Tabla 2. Tipos de muestra.

Crudo	Disolvente	Concentración de disolvente (%masa)				
		0	5	10	15	20
1	Escualano	0	5	10	15	20
	Escualeno	0	5	10	15	20
	Tolueno	0	5	10	15	20
	Condensados	0	5	10	15	20

Por tanto, si un crudo ofrece 17 muestras, entonces los tres crudos a estudiados brindaron 51 muestras en total, a las que se les midió la densidad y la viscosidad dinámica.

El procedimiento que se siguió para obtener las mediciones de la densidad y la viscosidad se describen a continuación:

1. Se encendió el viscosímetro SVM 3000, y se esperó alrededor de 30 minutos para que el equipo se estabilizara.

2. Se seleccionó el modo de medición a 40°C que es la temperatura a la que se suministró la muestra al equipo.
3. Se preparó la muestra a medir, cerciorándose que la muestra fuera homogénea y no contuviera aire o vapor.
4. Se suministró la muestra al viscosímetro a 40°C y se disminuyó la temperatura del equipo hasta los 20°C y se comenzó a medir de los 20 a los 90°C en incrementos de 10°C.
5. Al terminar la medición, se limpió el viscosímetro aprovechando la temperatura de los 90°C ya que de esa manera es más fácil retirar la muestra contenida en el equipo.
6. El equipo quedó limpio haciendo fluir el solvente diclorometano por las secciones en contacto con la muestra.
7. Los residuos fueron confinados.

Los valores de densidad y viscosidad líquida de las mezclas de crudo-disolvente se encuentran reportados en un trabajo previo (Ortega, 2012). Cada crudo fue mezclado con cada uno de los disolventes en diferentes concentraciones: 5, 10, 15 y 20% masa de disolvente.

Tres de los cuatro disolventes utilizados en la mezcla de crudo-disolvente, son moléculas modelo, con el objeto de conocer el efecto del disolvente en la disminución de la densidad y viscosidad como consecuencia del tamaño y forma molecular del mismo.

Los disolventes utilizados son: escualano, escualeno, tolueno y condensados. Los condensados son una mezcla de hidrocarburos ligeros y semiligeros, en el intervalo de metano a n-decano, conteniendo principalmente n-heptano y n-octano, 43 y 19 %, respectivamente, se obtienen en grandes cantidades principalmente en el procesamiento del gas y es comercializado y reutilizado en otros procesos.

El estudiar el comportamiento de la densidad y viscosidad de crudos mexicanos mezclados con los condensados como reductores de viscosidad tiene un potencial atractivo, desde un punto de vista económico.

Características generales de los disolventes reductores de viscosidad

El escualano $C_{30}H_{62}$, (Figura 4) es una molécula saturada de alta masa molecular (422.81g/mol), de 30 átomos de carbono, con ocho grupos metilo. Presenta $0.81g/cm^3$ a 20°C y su temperatura de ebullición es de 350°C.

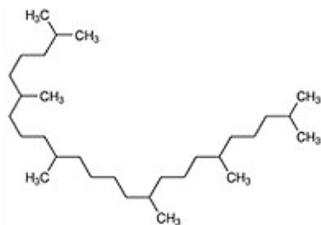


Figura 4. Molécula de escualano.

El escualeno $C_{30}H_{50}$, (Figura 5) es una molécula que presenta alta masa molecular (410.72g/mol), con 30 átomos de carbono, seis grupos metilo y seis dobles ligaduras. Su densidad es 0.86g/cm^3 a 20°C y su temperatura de ebullición de 275°C .

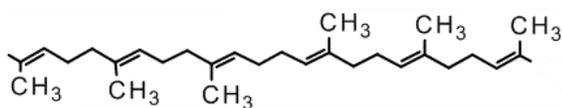


Figura 5. Molécula de escualeno.

El tolueno C_7H_8 , (Figura6) molécula de baja masa molecular (92.14g/mol), con 7 átomos de carbono, cíclica y un grupo metilo. Su densidad 0.87g/cm^3 a 25°C y su temperatura de ebullición se presenta a los 111°C .

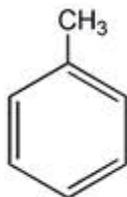


Figura 6. Molécula de tolueno.

Los condensados son una mezcla de hidrocarburos ligeros y semiligeros, en el intervalo de metano a n-decano, conteniendo principalmente n-heptano y n-octano, 43 y 19 %, respectivamente, presentan baja densidad y temperatura de ebullición.

Resultados y discusión

Densidad y viscosidad de tres crudos mexicanos

Comenzando por describir los crudos sin disolventes, la tabla 3 muestra el resultado experimental de la densidad y el valor de la gravedad API de acuerdo a la densidad del agua a 20°C , para cada crudo a 20°C y presión atmosférica, ya que con este valor serán diferenciados y también se menciona el tipo de crudo. Así de esta manera nos referiremos en adelante a los crudos por su respectiva gravedad API.

Tabla 3. Tipo y gravedad api de seis crudos mexicanos a 20°C .

Crudo	Densidad (g/cm^3)	$^\circ\text{API}$	Tipo
1	1.0147	7.7	Extrapesado
4	1.0045	9.1	Extrapesado
6	0.9898	11.2	Pesado

En los resultados de densidad se observa que dos de los tres crudos son del tipo extrapesado y estos tienen densidad mayor a la del agua, mientras que el otro es del tipo pesado con densidad menor a la del agua. La Tabla 4 presenta los resultados de la medición de la densidad de cada uno de seis crudos mexicanos sin disolventes en el intervalo de 20 a 90°C con incrementos de 10°C . Donde IN se refiere a la inestabilidad del equipo ya que a los 90°C los crudos de 7.9 y 10.8°API alcanzaron su temperatura de burbuja generando gas o vapor en el seno de la muestra contenida en el equipo, mismo que no está diseñado para medir muestras en dos fases (gas-liquido).

Tabla 4. Densidad (g/cm^3) de los tres crudos mexicanos sin disolvente.

Temperatura ($^\circ\text{C}$)	Crudo 7.7°API	Crudo 9.1°API	Crudo 11.2°API
20	1.0147	1.0045	0.9898
30	1.0085	0.9984	0.9834
40	1.0023	0.9922	0.977
50	0.996	0.9857	0.9706
60	0.9897	0.9791	0.9642
70	0.9834	0.9726	0.9577
80	0.9768	0.966	0.9507
90	0.9692	0.9592	IN

En los resultados de densidad de la tabla 4 se observa que dos de los crudos cuyo valor de gravedad API de 7.7 y 9.1 pudieron ser medidos hasta los 90°C , mientras que el de 11.2 gravedad API es 7.9 solo pudo ser medido hasta los 80°C ya que alcanzó su temperatura de burbuja, hecho que genera inestabilidad en el equipo.

La figura 7 muestra los resultados de densidades de los tres crudos mexicanos sin disolvente reportados en la tabla anterior, se puede observar en la densidad de cada crudo, una tendencia lineal con pendiente negativa conforme aumenta la temperatura, además de que las densidades de los crudos guardan un orden, es decir, no se cruzan entre sí.

También conforme la densidad disminuye la gravedad API aumenta haciendo notar que, a mayor valor de gravedad API menor será la densidad del crudo.

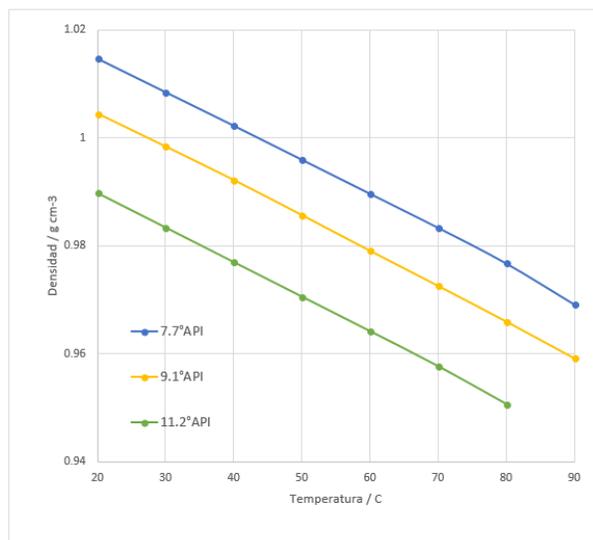


Figura 7. Gráfico de densidad de tres crudos mexicanos sin disolvente de 20 a 90°C.

La tabla 5 presenta los resultados de medir la viscosidad dinámica de cada uno de seis crudos mexicanos sin disolventes en el intervalo de 20 a 90°C con incrementos de 10°C.

Donde IN se refieren a inestabilidad del equipo ya que a los 90°C los crudos de 7.9 y 10.8°API alcanzaron su temperatura de burbuja generando gas o vapor en el seno de la muestra contenida en el equipo, mismo que no está diseñado para medir muestras en dos fases (gas-liquido) y VLS que se refiere a viscosidad límite superada, es decir, la muestra tiene viscosidad mayor a los 20,000mPa s valor que esta fuera de las especificaciones del equipo.

Tabla 5. Viscosidad dinámica (mPa-s) de tres crudos mexicanos sin disolvente.

Temp	7.7°API	Temp	9.1°API	Temp	11.2°API
20	VLS	20	VLS	20	VLS
30	VLS	30	VLS	37	19400
45.5	19970	40	VLS	40	14448
50	12205	56.8	19500	50	5233
60	4515	60	12796	60	2123
70	1933	70	4974	70	965
80	923	80	2228	80	473
90	482	90	1027	90	IN

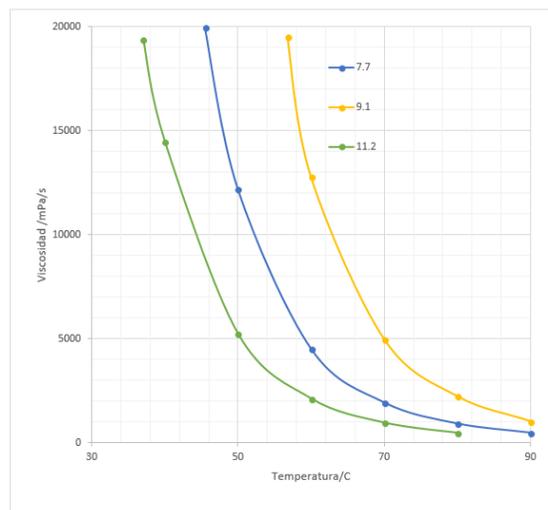


Figura 8. Gráfico de Viscosidad de tres crudos mexicanos sin disolvente de 20 a 90°C.

La figura 9 muestra el gráfico de disminución de viscosidad del crudo de 7.7°API y de sus mezclas del tipo crudo-disolvente, específicamente con condensados, donde se puede observar como la línea de tendencia del crudo de 7.7°API sin disolvente es la de mayor valor de viscosidad, seguida de la línea de tendencia del crudo con 5% condensados, crudo con 10% condensados, crudo con 15% condensados y crudo con 20% condensados respectivamente. El comportamiento anterior es general ya que prevalece para los tres crudos estudiados con sus mezclas del tipo crudo-disolvente, y con los cuatro disolventes estudiados.

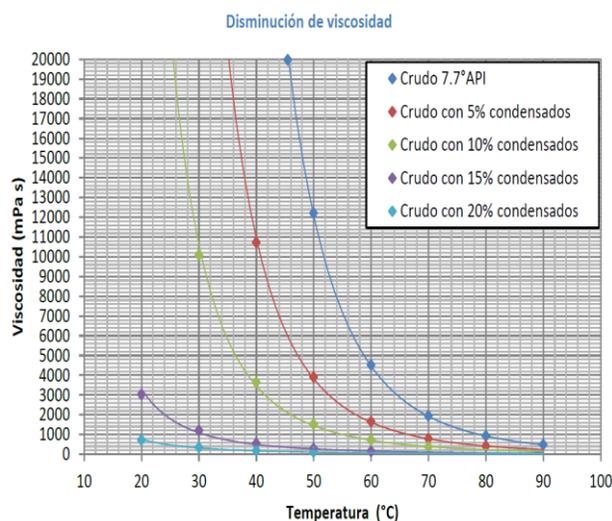


Figura 9. Cambio de la viscosidad del crudo de 7.7°api y de sus mezclas del tipo crudo-disolvente, al variar la cantidad de condensados.

En la tabla 6 se reporta el porcentaje de disminución de la viscosidad para las mezclas de los disolventes escualeno, tolueno y condensados con el crudo de 7.7°API, obteniendo el valor promedio.

Tabla 6. Porcentaje de disminución de viscosidad del crudo de 7.7°API, que ofrece cada disolvente en sus diferentes concentraciones.

DISOLVENTE	5%	10%	15%	20%
Escualano	42.9	58.5	74.3	80.7
Escualeno	46.3	69.5	81.2	87.9
Tolueno	67.5	91.2	96.5	98.3
Condensados	61.7	84.2	97.2	99.2

Posteriormente, se obtuvieron los valores promedio de la disminución de viscosidad para cada crudo con cada disolvente, en sus cuatro distintas concentraciones, como se muestran en la tabla 7.

Tabla 7. Valores promedio de la disminución de viscosidad para cada crudo con cada disolvente, en sus cuatro distintas concentraciones.

Crudo	Disolvente	5%	10%	15%	20%
7.7°API	Escualano	42.9	58.5	74.3	80.7
	Escualeno	46.3	69.5	81.2	87.9
	Tolueno	67.5	91.2	96.5	98.3
	Condensados	61.7	84.2	97.2	99.2
9.1°API	Escualano	16.8	41.2	46.1	61.9
	Escualeno	35	62.2	78.8	87.7
	Tolueno	72.2	90.9	96.3	98.4
	Condensados	29.8	56	69.1	86.9
11.2°API	Escualano	9.3	23.8	33.5	47
	Escualeno	20.8	59.1	71.5	80.5
	Tolueno	60	86.2	93.4	96.1
	Condensados	27.4	67.8	81.4	89.1

A partir de los resultados de la tabla anterior se aprecia que la una concentración adecuada para bajar la viscosidad de los crudos es la de 10% masa de disolvente, por presentar en esta concentración una reducción importante y a medida que aumenta la concentración del tolueno el cambio ya no es tan significativo. Donde el tolueno resultó ser el mejor disolvente reductor de viscosidad en los crudos estudiados. Los resultados son similares para los otros crudos estudiados en el presente trabajo.

Finalmente se procedió a correlacionar la viscosidad de los crudos como función de la temperatura y de la concentración. Para la aplicación de las correlaciones para predecir la viscosidad del crudo, requiere parámetros específicos y por lo general no siempre están disponibles. Si las correlaciones presentaran una confiabilidad alta, podrían ser utilizadas para resolver problemas de transporte de crudos, es por este motivo que se analiza la confiabilidad de diferentes

correlaciones al aplicarlos a los crudos mexicanos (Mendoza et al., 2013).

En la literatura existen correlaciones para la predicción de la viscosidad del petróleo o aceite crudo muerto, es decir, correlaciones que utilizan la presión atmosférica, la gravedad API y la temperatura, en condiciones de un tanque de almacenamiento y no de yacimiento. En la ingeniería del petróleo las correlaciones empíricas más populares son las desarrolladas por (Beal, 1946; Beggs y Robinson, 1975; Glaso, 1980; Labedi, 1992, Kartoatmodjo y Schmidt, 1994) .

La correlación de (Beal, 1946) fue desarrollada a partir de datos de crudo de California, y la correlación de (Beggs y Robinson, 1975) se desarrolló sobre la base de los aceites crudos, la correlación de (Glaso, 1980) fue desarrollada a partir de los aceites crudos del Mar del Norte, la correlación (Labedi, 1992) ha sido presentada para los crudos africanos y finalmente la correlación de (Kartoatmodjo y Schmidt, 1994) se basa en una base de datos dada. Recientemente, (Elsharkawy y Alikhan, 1999) han presentado otra correlación empírica para estimar la viscosidad del aceite muerto para los crudos de Oriente Medio. En 2005 (Naseri, 2005) plantea una correlación para la predicción de viscosidades de petróleo crudo.

Todas estas correlaciones han expresado la viscosidad del petróleo muerto como una función de la gravedad API del petróleo y la temperatura del depósito, la aplicación de las correlaciones de viscosidad del aceite muerto a petróleo crudo de diferentes partes del mundo da como resultado grandes errores que se atribuyen a la diferencia de contenido asfáltico, parafinas y/o de naturaleza mixta de los aceites.

Las siete correlaciones para la predicción de la viscosidad de petróleo o aceite crudo muerto, analizadas en este trabajo son:

1. Beal (1946)

$$\mu = \left(0.32 + \frac{1.8(10)^7}{API^{4.53}} \right) \left(\frac{360}{T - 460} \right)^a$$

$$a = 10^{(0.43 + \frac{8.33}{API})} \quad (1)$$

2. Beggs y Robinson (1975)

$$\mu = 10^X - 1 \quad (2)$$

$$X = y(T - 460)^{-1.163}$$

$$y = 10^z$$

$$z = 3.0324 - 0.02023API$$

3. Glaso (1980)

$$\mu = (3.141(10^{10}))(T - 460)^{-3.444}(\log(\text{API}))^a \quad (3)$$

$$a = 10.313(\log(T - 460)) - 36.447$$

4. Labedi (1992)

$$\mu = \frac{10^{9.224}}{\text{API}^{4.7013} T_f^{0.6739}} \quad (4)$$

5. Kartoatmodjo y Schmidt (1994)

$$\mu = 16(10^8) T_f^{-2.8177} (\log \text{API})^x \quad (5)$$

$$x = 5.7526 \log(T_f) - 26.9718$$

6. Elsharkawy y Alikhan (1999)

$$\mu = \text{antilog}_{10}(x) - 1.0 \quad (6)$$

$$x = \text{antilog}_{10}(y)$$

$$y = 2.16924 - 0.02525 \text{API} - 0.68875 \log_{10}(T)$$

7. Naseri (2005)

$$\mu = \text{antilog}_{10}(11.2699 - 4.2981 \log_{10}(\text{API}) - 2.0521 \log_{10}(T_f)) \quad (7)$$

En un trabajo previo se reportaron los valores de densidad y viscosidad donde se efectúa una comparación de la reducción de viscosidad de diferentes crudos extrapesados a los que se les agrega 4 aditivos, desde un 5% hasta un 20% en peso, a diferentes temperaturas que van de 20 a 90 C. (Ortega Sánchez, et al., 2013) con la finalidad de evaluar estos aditivos como un intento de coadyuvar en la búsqueda de mejores reductores de viscosidad que necesita PEMEX.

En este trabajo se aplicó una gran cantidad de ecuaciones no lineales para correlacionar la viscosidad de los crudos puros y sus mezclas con disolventes a diferentes concentraciones, en donde se involucró la concentración y la temperatura. La ecuación que mejor probó representar el comportamiento de la viscosidad en las diferentes mezclas de crudo- disolvente fue la siguiente:

$$\ln(\eta) = a + b \circ \text{conc} + c \circ \text{conc}^2 \quad (8)$$

$$\dots\dots\dots + d \circ \text{temp} + e \circ \text{temp}^2 + f \circ \text{temp}^3$$

En la tabla 8 se reportan las desviaciones absolutas promedio que se obtuvieron al correlacionar la viscosidad como función de temperatura y de la concentración para cada crudo al ser mezclado con los diferentes solventes. De los resultados obtenidos nos muestra que la desviación promedio de todas las mezclas nos da aproximadamente un 10% de error al comparar con los valores experimentales.

Tabla 8. Desviación absoluta promedio al correlacionar la viscosidad como función de la temperatura y de la concentración.

Solvente	7.7 API	9.1 API	11.2 API
Escualano	5.2	7.2	7.4
Escualeno	10.3	4	6.3
Tolueno	19.2	14.7	18.2
Condensados	15.1	8.2	6.8
Promedio total	12.5	8.5	9.7

La determinación del valor de las constantes de la ecuación (8) se lleva a cabo minimizando la desviación entre la viscosidad experimental y la calculada con el modelo i. e.,

$$\min f = \sum_i^{N_p} \left[\frac{\eta_{i,\text{exp}}(\text{conc}, T) - \eta_{i,\text{cal}}(\text{conc}, T)}{\eta_{i,\text{exp}}(\text{conc}, T)} \right]^2 \quad (9)$$

donde la suma es en todo el intervalo de composición, N_p es el número de datos experimentales y η^{exp} y η^{cal} son las viscosidades experimentales y calculadas de la mezcla crudo-solvente.

En la tabla 9 se dan las constantes obtenidas de la regresión no lineal de la ecuación (8) utilizando los tres diferentes crudos mezclados con Escualano.

Tabla 9. Valores de las constantes obtenidas para cada crudo al mezclarse con el Escualano.

Constantes	7.7 API	9.1 API	11.2 API
a	18.5031	20.9695	7.0704
b	-13.4326	7.1369	-2.2516
c	12.0076	-1.2768	1.8048
d	-0.2383	-0.563	0.0975
e	1.92E-03	5.64E-03	-1.28E-03
f	-7.17E-05	-2.20E-04	4.27E-05

Un ejemplo de la buena reproducibilidad de los datos de viscosidad, se da en la figura 1 obtenida de la viscosidad vs la temperatura y la concentración por ejemplo del crudo de 7.7 API con el escualano, donde los puntos son los valores experimentales y la superficie la obtenida por la ecuación 8.

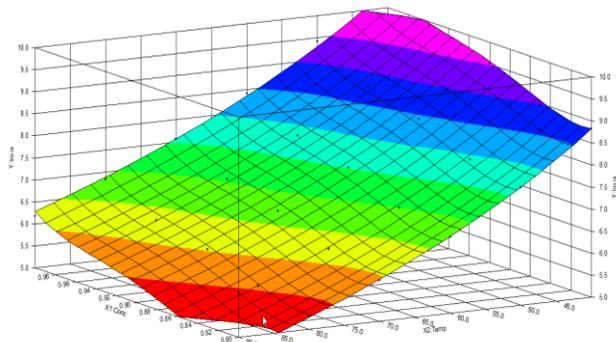


Figura 10. Gráfica de superficie del modelo utilizado para la correlación del crudo 7.7 °API con escualano.

Los resultados finales cuando se comparan los valores de las correlaciones de (Beal,1946; Beggs y Robinson, 1975; Glaso, 1980; Labedi, 1992, Kartoatmodjo y Schmidt, 1994; Elsharkawy y Alikhan, 1999; Naseri, 2005) y la propuesta en este trabajo se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 10. Promedio general del porcentaje de error entre lo calculado y lo experimental referente a cada crudo con sus mezclas.

Crudo y mezclas	Beal %error	Beggs %error	Glaso %error	Labedi %error	Schmidt % error	Elsharkawy %error	Naseri %error	Correlación este trabajo
7.7°API	134.4	195	88	90	85	98	76	12.5
9.1°API	80	106	82	80	81	99	92	8.5
11.2°API	78	106	78	77	77	99	88	9.7

Conclusiones

Los tres crudos estudiados presentaron una disminución tanto en la densidad, como la viscosidad al mezclarse homogéneamente con cualquiera de los cuatro disolventes empleados y la disminución de la densidad y viscosidad aumenta conforme se incrementa la cantidad de disolvente presente en la mezcla crudo-disolvente.

El tolueno fue el disolvente que redujo en mayor proporción la viscosidad de los crudos, seguido de los condensados, el escualeno y el escualano, respectivamente. El tolueno redujo en un promedio de 65, 89, 95 y 97% la viscosidad de los crudos, en las mezclas con 5, 10, 15 y 20% masa de disolvente, respectivamente. Mientras que, a las mismas concentraciones el escualano presento una reducción de viscosidad promedio de 24, 43, 56 y 66%, respectivamente.

Al comparar la viscosidad experimental de todas las mezclas con la viscosidad calculada a partir de las correlaciones descritas en la literatura y la ecuación propuesta en este trabajo se encontró que las correlaciones de literatura dan una desviación absoluta

promedio del orden del 80% mientras que la ecuación propuesta en este trabajo permite obtener una desviación promedio aproximada del 10% de error en el cálculo de la viscosidad. Esto muestra que el parámetro de los API no es suficiente para predecir la viscosidad de un crudo y es importante contar con información adicional del crudo como puede ser su composición y la estructura de los componentes que conforma el crudo, y probablemente la densidad para probar diferentes ecuaciones que permitan obtener tener mejores predicciones.

Referencias

- Beal C. (1946). The viscosity of air, water, natural gas, crude oil and its associated gases at oil field temperature and pressures, *Trans. AIME*. 165, 94–115.
- Beggs H.D., Robinson J.R., (1975). Estimating the viscosity of crude oil systems, *JPT*. 1140–1141.
- Elsharkawy A.M., Alikhan A.A. (1999). Models for predicting the viscosity of Middle East crude oils, *Fuel*. 78, 891–903.
- Glaso O. (1980). Generalized pressure-volume-temperature correlations, *J. Pet. Technol.* 32 785–795.
- Kartoatmodjo T., Schmidt Z., (1994). Large data bank improves crude physical property correlations, *Oil Gas J.* 92, 51–55.
- Labedi R. (1992). Improved correlations for predicting the viscosity of light crudes, *J. Pet. Sci. Eng.* 8, 221–234.
- Mendoza de la Cruz J.L, Álvarez-Badillo S., Ramírez-Jaramillo E., Aquino-Olivos M.A., Orea P. (2013). Measurements and correlation of Mexican heavy dead crude oil viscosities, *J. Pet. Sci. Eng.* 110, 184–192.
- Naseri A., Nikazar M. (2005). Mousavi Dehghani S.A., A correlation approach for prediction of crude oil viscosities, *J. Pet. Sci. Eng.* 47, 163–174.
- Ortega-Sánchez A.J., (2013). Tesis, Densidad y viscosidad de seis crudos mexicanos variando temperatura y concentración, Universidad Autónoma Metropolitana Azcapotzalco.
- PEMEX, (2018). Anuario estadístico. https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Anuario%20Estadistico%20Archivos/anuario-estadistico_2018.pdf
- Rangel-Duarte S., Eustaquio-Rincón R. (2012). Evaluación de tres reductores de viscosidad en un crudo pesado de 14.2 API y determinación del impacto en la estabilidad del crudo debido a la precipitación de asfaltenos, in: XXVII Congr. Nac. Termodinámica, 2012.